

This Page Is Inserted by IFW Operations
and is not a part of the Official Record

BEST AVAILABLE IMAGES

Defective images within this document are accurate representations of the original documents submitted by the applicant.

Defects in the images may include (but are not limited to):

- BLACK BORDERS
- TEXT CUT OFF AT TOP, BOTTOM OR SIDES
- FADED TEXT
- ILLEGIBLE TEXT
- SKEWED/SLANTED IMAGES
- COLORED PHOTOS
- BLACK OR VERY BLACK AND WHITE DARK PHOTOS
- GRAY SCALE DOCUMENTS

IMAGES ARE BEST AVAILABLE COPY.

**As rescanning documents *will not* correct images,
please do not report the images to the
Image Problem Mailbox.**



СОЮЗ СОВЕТСКИХ
СОЦИАЛИСТИЧЕСКИХ
РЕСПУБЛИК

(11) SU (11) 1677248 A1

(31) E 21 В 29/10

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ КОМИТЕТ
ПО ИЗОБРЕТЕНИЯМ И ОТКРЫТИЯМ
ПРИ ГКНТ СССР

ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ

К АВТОРСКОМУ СВИДЕТЕЛЬСТВУ

2

(21) 4401073/03

(22) 31.07.88

(46) 15.09.91, Бюл. № 34

(71) Всесоюзный научно-исследовательский и проектный институт по креплению скважин и буровым растворам

(72) В.Д.Ланков, М.Л.Хисамов, С.Ф.Петров, С.В.Виноградов, Я.С.М.Никитин

(53) 622.245.А (08В.8)

(56) Авторское свидетельство СССР № 311908, кл. Е 21 В 29/00, 1976.

Авторское свидетельство СССР № 488900, кл. Е 21 В 29/10, 1972.

(54) СПОСОБ ВЫПРАВЛЕНИЯ ДЕФОРМИРОВАННОЙ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ

(57) Изобретение относится к способам, применяемым для выправления деформированной обсадной колонны в нефтяных и газовых скважинах. Целью изобретения является повышение эффективности выправления деформированной обсадной колонны. Для этого в обсадную колонну спускают колонну труб с гидравлической дорнирующей головкой (ДГ). Подают в трубы жидкость под рабочим давлением и производят стайный перемещение колонны труб с ДГ вдоль выправляемого участка, причем на каждой стадии производят перемещение колонны труб с ДГ вдоль выправляемого участка снизу вверх при рабочем давлении в ДГ. 3 ил. 1 табл.

Изобретение относится к способам, применяемым для ликвидации смятия обсадных колонн в скважинах нефтяной и газовой промышленности, в частности, при работах по капитальному ремонту обсадных колонн.

Целью изобретения является повышение эффективности выправления деформированной обсадной колонны.

На фиг.1 изображена компоновка, опущенная в обсадную колонну ниже выправляемого участка и состоящая из гидравлического расширителя в виде гидравлической дорнирующей головки с клапаном для заполнения жидкостью транспортной колонны труб и клапаном для слива жидкости из труб при подъеме компоновки из скважины; на фиг.2 - работа формирующей головки в выправляемом участке; на фиг.3 - разрез формирующей головки.

Способ выправления деформированной обсадной колонны осуществляют следующим образом.

Спускают к выправляемому участку 1 колонну труб 3 с формирующей головкой 2. Подают в колонну труб 3 жидкость под рабочим давлением и производят перемещение колонны труб 3 вдоль выправляемого участка в процессе рабочего цикла, причем рабочий цикл производят стайно, а на каждой стадии производят перемещение колонны труб вдоль выправляемого участка снизу вверх при рабочем давлении в гидравлической формирующей головке.

Способ осуществляют следующим образом.

Обсадная колонна диаметром 146 мм с толщиной стенки 10 мм смята на глубине 1200 м. Материал обсадной колонны сталь группы прочности Д (σ_в - 6500 кгс/см², σ_т - 3800 кгс/см²). Шаблонным диаметром 124

(11) SU (11) 1677248 A1

мы определили непроходимость в обсадной колонне на глубине 1200 м. Получили посадку — избулон не проходит. Шаблон диаметром 118 мм проходит. Жесткий габарит формирующей головки по диаметру составляет 118 мм.

Установили раздвижения секторов 4 формирующей головки. Диаметр их раздвижения должен соответствовать внутреннему диаметру обсадной колонны от диаметра 118 мм до диаметра 126 мм.

Формирующая головка 2, настроенная на заданный максимальный диаметр в расширенном состоянии, соответствующий номинальному диаметру обсадной колонны, опускается ниже смятого участка.

Определяют усилия, создаваемые секторами 4 формирующей головки на внутренний диаметр обсадной колонны 5:

$$P = 3,14 \cdot 7,1 \cdot 10 \cdot 120 = 26800 \text{ кг.}$$

где $D = 7,1 \text{ см}$ — внутренний диаметр резиновой уплотнительной манжеты под секторами;

$L = 10 \text{ см}$ — длина резиновой уплотнительной манжеты;

$P = 120 \text{ кгс/см}^2$ — рабочее избыточное давление жидкости в головке 2, подтвержденное технической характеристикой.

Определяют удельное давление, создаваемое секторами 2, по внутреннему диаметру обсадной колонны:

$$P_y = \frac{26800}{\pi \cdot D_{\text{вн}} \cdot l} = \frac{26800}{3,14 \cdot 12 \cdot 0,5} = 1410 \text{ кгс/см}^2$$

где $D_{\text{вн}} = 12 \text{ см}$ — внутренний диаметр поверхности контакта;

$l = 0,5 \text{ см}$ — длина контакта секторов.

Таким образом, удельное давление, создаваемое секторами по внутреннему диаметру обсадной колонны, составляет до 40% σ_y .

Поддерживая в головке 2 рабочее избыточное давление, равное 120 кгс/см^2 , тянут подъемником трубы 2 вверх и совершают первый проход формирующей головкой через смятый участок 1 обсадной колонны, создавая на обсадную колонну контактные и осевые нагрузки.

Далее, сбросив давление до нуля, опускают компоновку с формирующей головкой 2 ниже смятого участка 1 и совершают второй проход и соответственно также третий проход снизу вверх, фиксируя по гидравлическому индикатору васа (ГИВ) осевые нагрузки.

Полученные осевые нагрузки сведены в таблице.

Анализируя осевые нагрузки, отмечают, что после второго прохода они снизились на 16%, по сравнению с первым, а после третьего прохода — на 35%.

Однако, начиная первый проход, можно создавать избыточное давление в гидравлической формирующей головке и больше 120 кгс/см^2 . Это отразится на величине контактных и осевых нагрузках. Они возрастут. Следя за возрастанием осевой нагрузки по ГИВ, нельзя допускать, чтобы ее величина превысила 300 кН дополнительно к весу труб на которых опущена компоновка с формирующей головкой, так как возникает опасность порыва труб.

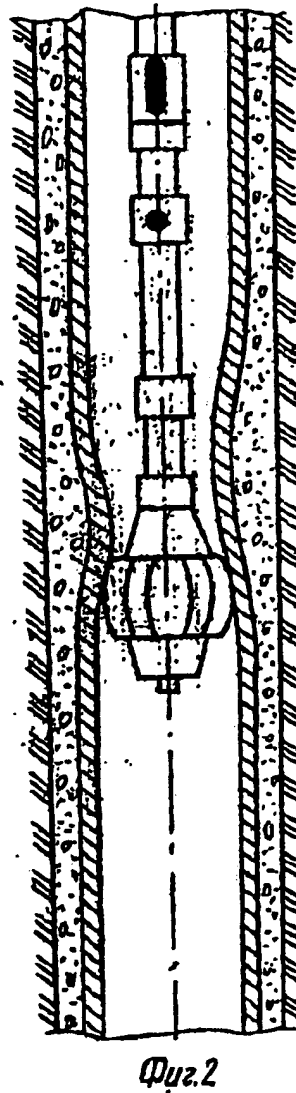
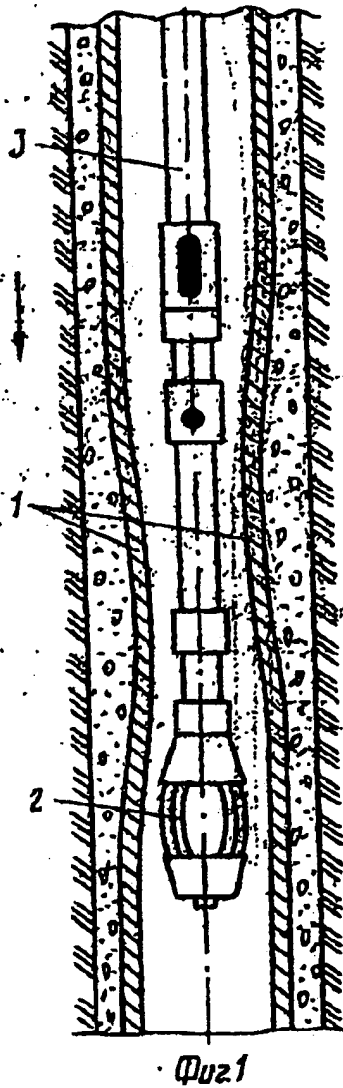
Если осевая нагрузка приближается к этой величине, необходимо снизить избыточное давление жидкости в головке 2 в пределах от 15% σ_y и продолжить протяжку снизу вверх через смятый участок.

Снижение осевых нагрузок при повторных проходах головки 2 свидетельствует о том, что смятие обсадной колонны устраняется, проходимость по колонне восстанавливается.

Формула изобретения

Способ выправления деформированной обсадной колонны, включающий спуск к выправляемому участку транспортной колонны труб с гидравлическим расширителем, подачу в трубы жидкости под рабочим давлением и перемещение колонны труб вдоль выправляемого участка в процессе рабочего цикла, отличающийся тем, что, с целью повышения эффективности выправления деформированной обсадной колонны, в качестве гидравлического расширителя используют гидравлическую дорнирующую головку, причем ребрый цикл производят стадийно, а на каждой стадии производят перемещение колонны труб вдоль выправляемого участка снизу вверх при рабочем давлении в гидравлической дорнирующей головке.

Интервал проработки, м	Минимальные осевые усилия, кН, после прохода		
	1-го	2-го	3-го
1220 - 1190	155	130	100



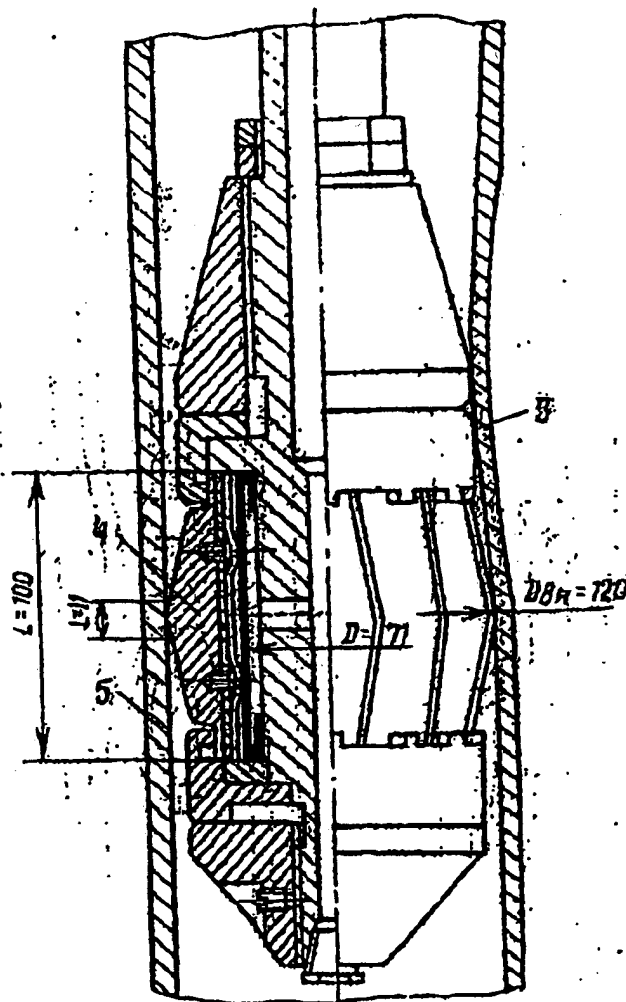


Fig. 3

Редактор М.Бандура

Составитель И.Левкоева
Техред М.Моргентаг

Корректор С.Швакун

Заказ 3092

Тираж

Подписное

ВНИИПИ Государственного комитета по изобретениям и открытиям при ГКНТ СССР
113035, Москва, Ж-35, Раушская наб., 4/5

Производственно-издательский комбинат "Патент", г. Ужгород, ул. Гагарина, 101

[state seal] Union of Soviet Socialist
USSR State Committee
on Inventions and Discoveries of the State
Committee on Science and Technology

(19) SU (11) 1677248 A1
(51) 5 E 21 B 29/10

SPECIFICATION OF INVENTOR'S CERTIFICATE

(21) 4401073/03
(22) 31 [illegible month] 1988
(46) September 15, 1991, Bulletin No. 34
(71) All-Union Scientific-Research and
Planning Institute of Well Casing and
Drilling Muds
(72) V. P. Pankov, M. L. Kisel'man, S. F.
Petrov, S. V. Vinogradov, and S. M.
Nikitin
(53) 622.245.4 (088.8)
(56) USSR Inventor's Certificate No.
311908, cl. E 21 B 29/00 (1976).
USSR Inventor's Certificate No.
488000, cl. E 21 B 29/10 (1972).
(54) A METHOD FOR
STRAIGHTENING DEFORMED
CASING

(57) The invention relates to methods
that can be used to straighten deformed
casing in oil and gas wells. The aim of the
invention is to improve the efficiency of
straightening deformed casing. For this
purpose, a string with a hydraulic coring
head (CH) is lowered into the casing.
Fluid at the working pressure is delivered
to the pipes and the string with the coring
head is moved along the section to be
straightened in stages, where in each
stage the string with the coring head is
moved along the section to be
straightened from the bottom up, at the
working pressure in the coring head. 3
drawings. 1 table.

[vertically along right margin]

(19) SU (11) 1677248 A1

The invention relates to methods that can be used to repair collapsed casing in wells for the oil and gas industry, in particular for major repair work on casings.

The aim of the invention is to improve the efficiency of straightening deformed casing.

Fig. 1 shows the assembly lowered into the casing below the section to be straightened and consisting of a hydraulic reamer in the form of a hydraulic coring head with a valve for filling the work string with fluid and a valve for draining the fluid from the pipes when the assembly is lifted from the well; Fig. 2 shows the operation of the forming head in the section to be straightened; Fig. 3 shows a cutaway view of the forming head.

The method for straightening deformed casing is carried out as follows.

String 3 with forming head 2 is lowered to section 1 that is to be straightened, fluid is delivered to string 3 at the working pressure, and string 3 is moved along the section to be straightened during the operating cycle, where the operating cycle is carried out in stages and in each stage, the string is moved along the section to be straightened from the bottom up, at the working pressure in the hydraulic forming head.

The method is carried out as follows.

A casing of diameter 146 mm with wall thickness 10 mm has collapsed at a depth of 1200 m. The casing material is steel of strength group D ($\sigma_{\text{illegible subscript}} = 6500 \text{ kgf/cm}^2$, $\sigma_y = 3800 \text{ kgf/cm}^2$). Using a gauge of diameter 124

mm, it has been determined that the casing was not passable at a depth of 1200 m. Landing was achieved: the gauge does not pass through. A gauge of diameter 118 mm passes through. The hard clearance of the forming head with respect to diameter is 118 mm.

The parting parameters of sectors 4 of the forming head were established. The diameter of their parting should correspond to the inner diameter of the casing, from a diameter of 116 mm to a diameter of 126 mm.

Forming head 2, adjusted to the specified maximum diameter in the expanded state, corresponding to the nominal diameter of the casing, is lowered below the collapsed section.

The forces created by sectors 4 of the forming head on the inner diameter of casing 5 are determined :

$$P = 3.14 \cdot 7.1 \cdot 10 \cdot 120 = 26800 \text{ kg}$$

where $D = 7.1$ cm is the inner diameter of the rubber packing ring under the sectors;

$L = 10$ cm is the length of the rubber packing ring;

$P = 120$ kgf/cm² is the working excess pressure of the fluid in head 2, confirmed by the specifications.

The unit pressure created by the sectors of head 2 over the inner diameter of the casing is determined:

$$P_{unit} = \frac{26800}{\pi \cdot D_{in} \cdot l} = \frac{26800}{314120.5} =$$

$$= 1410 \text{ kgf/cm}^2,$$

where $D_{in} = 12$ cm is the inner diameter of the contact surfaces;

$l = 0.5$ cm is the contact length of the sectors.

Thus the unit pressure created by the sectors over the internal diameter of the casing is up to 40% σ_y .

Maintaining a working excess pressure in head 2 equal to 120 kgf/cm², it is pulled upward by string lift 2 and the forming head makes the first pass through collapsed section 1 of the casing, creating contact and axial loads on the casing.

Then, releasing the pressure down to zero, the assembly with forming head 2 is lowered below collapsed section 1, and the forming head makes the second pass and accordingly also the third pass from the bottom up, the axial loads being read using a hydraulic scale.

The axial loads achieved are summarized in the table.

In examining the axial loads, note that after the second pass, they were reduced by 16% compared with the first pass, and they were reduced by 35% after the third pass.

However, when starting the first pass, excess pressure in the hydraulic forming head of even higher than 120 kgf/cm² may be created. This is reflected in the magnitude of the contact and axial loads. They increase. When monitoring the increase in the axial load on a hydraulic scale, its value cannot be permitted to exceed 300 kN above the weight of the string on which the assembly with the forming head is lowered, since the risk of snapping the string arises.

If the axial load approaches this value, it is necessary to reduce the excess pressure of the fluid in head 2 within the range of 15% σ_y and to continue pulling from the bottom up through the collapsed section.

Reduction of the axial loads on repeated passes of head 2 is evidence that the collapse in the casing is removed, and the productivity along the string is restored.

Claim

A method for straightening deformed casing, including lowering a work string with a hydraulic reamer to the section to be straightened, delivery of fluid to the pipes at the working pressure, and movement of the string along the section to be straightened during the operating cycle, *distinguished by the fact that*, with the aim of improving the efficiency of straightening deformed casing, a hydraulic coring head is used as the hydraulic reamer, where the operating cycle is carried out in stages, and in each stage the string is moved along the section to be straightened from the bottom up at the working pressure in the hydraulic coring head.

1677248

5

[see next page for tables and figures under columns 5 and 6]

[table and figures under columns 5 and 6]

Work interval, m	Minimum axial forces, kN, after pass		
	1st	2nd	3rd
1220-1190	155	130	100

[see Russian original for figure]

[see Russian original for figure]

Fig. 1

Fig. 2

[see Russian original for figure]

$$D_{in} = 120$$

Fig. 3

Compiler I. Levkoeva
Editor M. Bandura Tech. Editor M. Morgental Proofreader S. Shevkun

Order 3092	Run	Subscription edition
------------	-----	----------------------

All-Union Scientific Research Institute of Patent Information and Technical and Economic
Research of the USSR State Committee on Inventions and Discoveries of the State
Committee on Science and Technology [VNIPI]
4/5 Raushkaya nab., Zh-35, Moscow 113035

"Patent" Printing Production Plant, Uzhgorod, 101 ul. Gagarina



AFFIDAVIT OF ACCURACY

I, Kim Stewart, hereby certify that the following is, to the best of my knowledge and belief, true and accurate translations performed by professional translators of the following Patents and Abstracts from Russian to English:

ATLANTA
BOSTON
BRUSSELS
CHICAGO
DALLAS
DETROIT
FRANKFURT
HOUSTON
LONDON
LOS ANGELES
MIAMI
MINNEAPOLIS
NEW YORK
PARIS
PHILADELPHIA
SAN DIEGO
SAN FRANCISCO
SEATTLE
WASHINGTON, DC

Patent 1786241 A1
Patent 989038
Abstract 976019
Patent 959878
Abstract 909114
Patent 907220
Patent 894169
Patent 1041671 A
Patent 1804543 A3
Patent 1686123 A1
Patent 1677225 A1
Patent 1698413 A1
Patent 1432190 A1
Patent 1430498 A1
Patent 1250637 A1
Patent 1051222 A
Patent 1086118 A
Patent 1749267 A1
Patent 1730429 A1
Patent 1686125 A1
Patent 1677248 A1
Patent 1663180 A1
Patent 1663179 A2
Patent 1601330 A1
Patent SU 1295799 A1
Patent 1002514

PAGE 2

AFFIDAVIT CONTINUED

(Russian to English Patent/Abstract Translations)

Kim Stewart

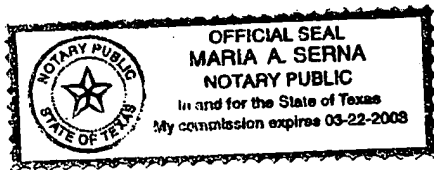
Kim Stewart

TransPerfect Translations, Inc.
3600 One Houston Center
1221 McKinney
Houston, TX 77010

Sworn to before me this
9th day of October 2001.

Maria A. Serna

Signature, Notary Public



Stamp, Notary Public

Harris County

Houston, TX